

UNIVERSIDADE FEDERAL DE VIÇOSA
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLÓGICAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

ANDRÉ LOURES FARIA

**ANÁLISE DE DIFERENTES SOFTWARES COMPUTACIONAIS
APLICADOS AO PLANEJAMENTO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS
DE POTÊNCIA**

VIÇOSA
2012

ANDRÉ LOURES FARIA

**ANÁLISE DE DIFERENTES SOFTWARES COMPUTACIONAIS
APLICADOS AO PLANEJAMENTO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS
DE POTÊNCIA**

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas da Universidade Federal de Viçosa, para a obtenção dos créditos da disciplina ELT 490 – Monografia e Seminário e cumprimento do requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. M.Sc. Mauro de Oliveira Prates

VIÇOSA
2012

ANDRÉ LOURES FARIA

**ANÁLISE DE DIFERENTES SOFTWARES COMPUTACIONAIS
APLICADOS AO PLANEJAMENTO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS
DE POTÊNCIA**

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas da Universidade Federal de Viçosa, para a obtenção dos créditos da disciplina ELT 490 – Monografia e Seminário e cumprimento do requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 13 de julho de 2012.

COMISSÃO EXAMINADORA

Prof. M.Sc. Mauro de Oliveira Prates - Orientador
Universidade Federal de Viçosa

Prof. Dr. José Carlos da Costa Campos - Membro
Universidade Federal de Viçosa

Prof. M.Sc. Alexandre Santos Brandão - Membro
Universidade Federal de Viçosa

Agradecimentos

Primeiramente, tenho que agradecer muito a toda minha família, minha mãe, meu pai, meus irmãos Flavinho e Letícia por nunca terem deixado faltar nada. Agradeço também todos meus professores que contribuíram para meu aprendizado, em especial ao professor Marco Aurélio Almeida e ao professor Mauro Prates pelo apoio dado na pesquisa . Agradeço a todos os parceiros e parceiros que sempre estiveram comigo. A CNPq pelo apoio financeiro concedido, sem o qual esta pesquisa não teria sido possível. Com certeza todos foram muito importantes.

Resumo

O planejamento da operação energética ótima de um sistema de geração hidrotérmico tem como objetivo determinar, a cada período, uma meta de operação para cada unidade geradora do sistema que minimize o custo esperado de operação ao longo do planejamento. Naturalmente, a produção dessa energia está sujeita a restrições operativas das usinas, destacando: balanço hídrico, limites de armazenamento, demanda a ser atendida e turbinagem máxima e mínima, entre outros. Assim, o problema pode ser descrito como um problema de programação não linear, já que suas funções são compostas principalmente por equações quadráticas, e até mesmo de quarto grau. Toda análise comparativa foi baseada em uma metodologia determinística. Tal metodologia tem como diferença principal entre a metodologia probabilística os parâmetros de entrada ao sistema. Nesse caso, as vazões naturais do histórico da usina considerada. Neste trabalho de monografia foi utilizado dois *software* distintos, MATLAB e LINGO, para determinar o comportamento operativo ótimo de suprimento de energia ao menor custo de produção. Assim, o principal objetivo deste trabalho foi analisar tais *softwares* comparando suas respostas ótimas e o tempo de compilação de cada programa, já que se trata de problemas complexos no qual o tempo de processamento pode ultrapassar horas, mesmo para pequenos sistemas. As repostas analisadas foram comportamento de volume, de trajetória de geração hidráulica e térmica, custos de operação ao longo do sistema, turbinagem, vertimento, defluência, além de alturas de montante e jusante do sistema. Em ambos os programas observou-se as boas respostas dos modelos implementados com pequenas diferenças, para o caso dos sistemas analisados de tempos de processamento.

Palavras-chave: Planejamento Energético, Otimização, Sistema Hidrotérmico de Potência.

Abstract

The operation planning of a hydrothermal power system determines the participation of hydroelectric power plants and thermoelectric power plants to the supply of electricity at the lowest operation cost possible.

The solution of this problem is relatively complex due to some properties of the hydrothermal system. The equation of the hydraulic generation is nonlinear and the solution of this problems depends on constraint in the storage of the reservoirs, hydrological conditions.

This manuscript presents solutions to optimization problems for different hydrological conditions, dry and wet periods. After that, it is analyzed the behaviors volume of the reservoirs, the hydroelectric generation and thermal generation for theses critical periods.

In this work the optimal solution is found by two different software, MATLAB and LINGO, using the deterministic optimization model. The main goal of this work is to analyze the differences between the two software utilized in the optimization problems, compare the solutions and the compilation time of each computer programs.

Keywords: Hydrotermics Power Systems, Optimization, Energetic Planning

Sumário

1	Introdução.....	11
1.1	Planejamento Energético e Modelagem do Sistema.....	12
1.2	Planejamento da Operação	14
1.3	Modelagem Utilizada no Brasil	15
1.4	Sistemas Hidrotérmicos	16
1.4.1	Subsistema Hidráulico.....	16
1.4.2	Subsistema Térmico	17
1.5	Modelagem de Usinas Hidrelétricas.....	17
1.6	Modelagem de Usinas Termelétricas	22
1.7	Formulação Completa do Modelo	23
1.8	Objetivos do Trabalho	25
2	Materiais e Métodos	26
3	Resultados e Discussões.....	30
3.1	Usina hidrelétrica de Emborcação associada a uma térmica: 60% da MLT	30
3.2	Usina hidrelétrica de Emborcação associada a uma térmica: 80% da MLT	32
3.3	Usina hidrelétrica de Emborcação associada a uma térmica: 120% da MLT	34
4	Conclusões	37
	Referências Bibliográficas	38

Lista de Figuras

Figura 1 - Estrutura da capacidade instalada do sistema brasileiro	13
Figura 2 - Geração de energia elétrica mundial	13
Figura 3- Esquema de um sistema hidrotérmico de potência	16
Figura 4 – Esquema de uma usina hidrelétrica	18
Figura 5 - Curva da Função de Custo Mínimo de Operação de um Sistema Termelétrico.....	23
Figura 6 - Localização da Usina de Emborcação	26
Figura 7 - Serie de vazões afluentes da Usina de Emborcação.	27
Figura 8 - Vazão afluente igual a MLT obtida na usina de Emborcação	28
Figura 9 - Vazões correspondentes a 60%, 80% e 120% da MLT.....	29
Figura 10 – Trajetória ótima do volume do reservatório (60 MLT).....	30
Figura 11 – Trajetória ótima das gerações para 60% MLT (MATLAB)	31
Figura 12 - Trajetória ótima das gerações para 60% MLT (LINGO)	31
Figura 13 - Trajetória ótima do volume do reservatório (80% MLT).....	32
Figura 14 - Trajetória Ótima das Gerações para 80% MLT (MATLAB)	33
Figura 15 - Trajetória Ótima das Gerações para 80% MLT (LINGO).....	33
Figura 16 - Trajetória Ótima do Volume do Reservatório (120% MLT).....	34
Figura 17 - Trajetória Ótima das Gerações para 120% MLT (MATLAB)	35
Figura 18 - Trajetória Ótima das Gerações para 120% MLT (LINGO).....	35

1 Introdução

Atualmente, devido ao aumento do consumo dos brasileiros tem-se observado um crescimento da economia que exige cada vez mais energia elétrica para atender a demanda das indústrias, residências e dos comércios. Devido a este fato torna-se necessário a minimização do custo de operação do sistema elétrico.

O Sistema Interligado Brasileiro pode ser considerado de grande porte, na medida em que é constituído por um elevado número de usinas geradoras e milhares de quilômetros de linhas de transmissão, constituindo uma extensa rede interconectada, que incorpora ainda um grande número de subestações, necessitando um complexo sistema de controle para garantir seu adequado funcionamento. Além destas características, o problema do planejamento energético torna-se mais complexo devido ao fato de serem as usinas hidrelétricas as principais fontes de geração. Isto porque tais usinas são completamente dependentes de fatores climáticos e também da forma de operação do sistema. Além disso, as usinas hidrelétricas brasileiras possuem características peculiares graças ao relevo suave, às grandes distâncias entre as usinas geradoras e os centros consumidores, e à intrincada rede de conexões hidráulicas que formam grandes e complexas cascatas com forte interdependência entre as usinas [2].

A complexidade e os elevados custos envolvidos no projeto, construção e gerenciamento de todos os equipamentos e instalações presentes em um grande sistema elétrico de potência, têm sido responsáveis por significativos esforços de empresas, centros de pesquisa e universidades de várias partes do mundo, cujos objetivos são encontrar técnicas seguras e eficientes para operar, dimensionar e expandir os sistemas de energia elétrica de forma confiável e econômica.

A minimização deste custo é um dos principais objetivos do planejamento de operação, que determina, de forma centralizada, a participação de usinas termelétricas e hidrelétricas ao longo do período de planejamento, garantindo o suprimento de energia ao menor custo, uma vez que é feita uma otimização global de todo o sistema [1].

1.1 Planejamento Energético e Modelagem do Sistema

O sistema elétrico brasileiro é um sistema de grande porte que apresenta algumas características que o difere dos outros sistemas elétricos existentes no mundo. No Brasil, os principais centros consumidores de energia estão localizados nas regiões sul e sudeste, que são mais industrializadas e onde concentra a maior parte da população. Porém, os principais recursos hídricos desta região já está sendo utilizados. Devido a este fato, existem longas linhas de transmissão que conectam as fontes geradoras aos centros consumidores.

As regiões norte e nordestes, por outro lado, possui um menor consumo de energia e também poucas usinas. Enquanto a região nordeste possui pouco recurso hídrico para geração de energia a região norte tem muita água, mas de difícil aproveitamento devido a sua característica geográfica, cujo relevo é predominantemente suave, possibilitando apenas usinas com baixas ou médias quedas.

Outras características importantes do sistema elétrico que devem ser citadas são:

- Vários potenciais de aproveitamento nos mesmos rios, com reservatórios de regulação plurianual.
- Regimes hidrológicos e pluviométricos distintos nas diferentes regiões.
- Grande potencial hidrelétrico a ser explorado (cerca de 260GW de capacidade instalável, dos quais 40,5% estão na Amazônia) [4].

Como citado acima, a maior parte da capacidade instalada é composta por usinas hidrelétricas, conforme mostrado na Figura 1. Esta concentração na produção de eletricidade por fontes hidrelétricas distingue o país dentre as demais nações, como pode ser verificado na Figura 2, onde é mostrado como é a geração mundial. [2]

De fato, com um grande potencial hidrelétrico, com reservas insuficientes de petróleo e com reservas de carvão em número insuficiente e de baixa qualidade, o país investiu ostensivamente em usinas hidrelétricas por muitos anos. Isso porque, se por um lado, os empreendimentos requerem investimentos consideráveis, o custo de geração resultante tem sido compensado em relação às demais alternativas. Sendo assim, os investimentos na geração térmica limitavam-se a algumas usinas isoladas de pequeno porte e alguns projetos de maior envergadura, provendo uma complementação para o sistema nos períodos críticos [2].

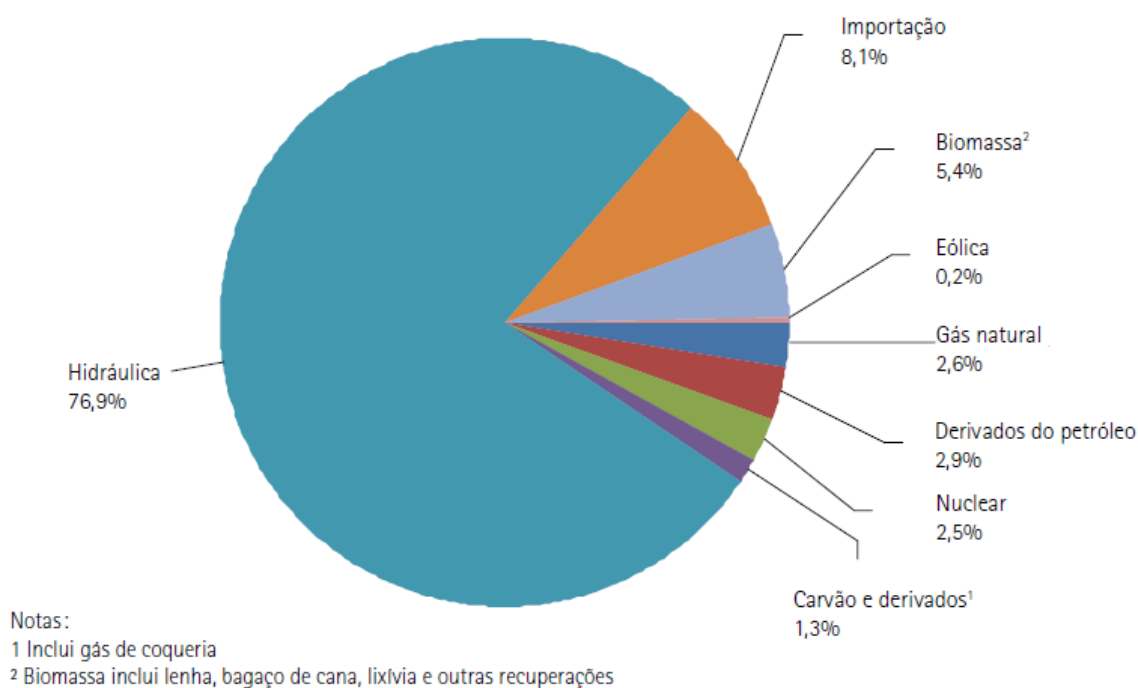


Figura 1 - Estrutura da capacidade instalada do sistema brasileiro [3].

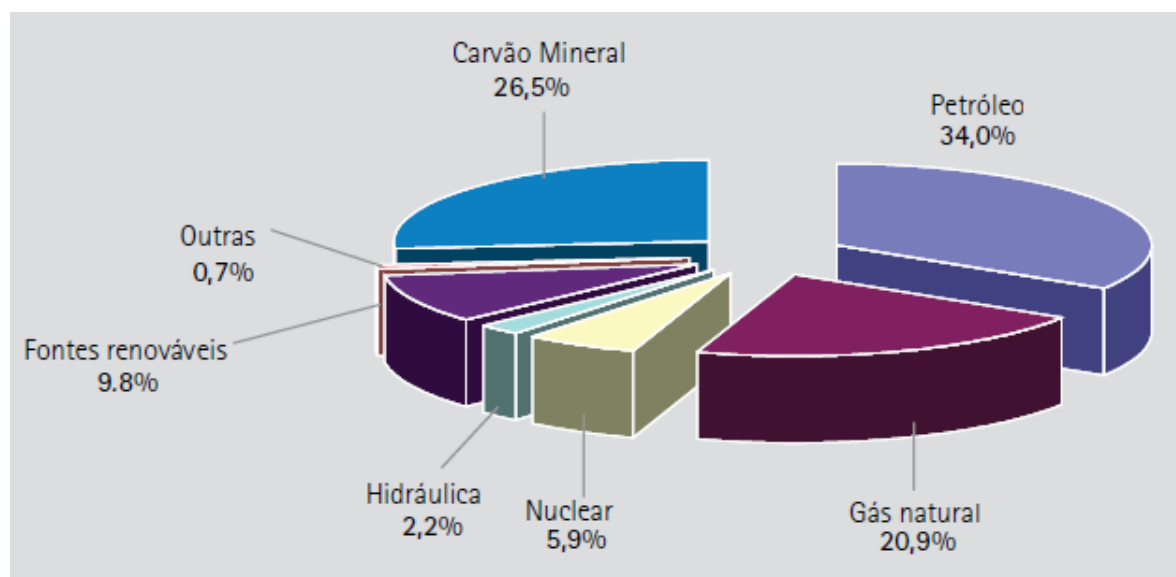


Figura 2 - Geração de energia elétrica mundial [3].

Um maior problema que fica claro nesta configuração de predominância de hidrelétricas é o risco hidrológico associado já que há épocas de secas e o volume de água estocado pode ser insuficiente para suprimento da demanda de energia. Isso deixa clara a necessidade de utilização de centrais térmicas para completar o fornecimento de energia no Brasil. Neste contexto, que está inserido o planejamento da operação que envolve aspectos

econômicos e de garantia de suprimento que refletem o compromisso entre a qualidade do serviço fornecido e o seu custo [14].

1.2 Planejamento da Operação

O objetivo do planejamento da operação de sistema de energia elétrica é atender aos requisitos do mercado de energia elétrica, segundo parâmetros que assegurem uma qualidade de serviço satisfatória para os consumidores, a custo mínimo [14]. Os sistemas hidrotérmicos de geração, com predominância de geração hidrelétrica, cujo custo de combustível é nulo, é complementada por geração de origem termelétrica, que possui um custo de combustível elevado. Assim, o objetivo do planejamento da operação é substituir, sempre que possível, a geração termelétrica pela hidrelétrica [5].

Uma característica importante a ser considerada sobre as centrais hidroelétricas é a de considerar seu reservatório como sendo de regularização, ou seja, ela armazena uma quantidade finita de água. Isso leva a analisar todo o ciclo que a água faz no processo de geração de energia. Num primeiro momento, se em um intervalo do horizonte de planejamento acredita-se que as vazões futuras serão baixas, haverá a tendência de intensificar o uso de fontes de geração termoelétricas. Este procedimento tenta evitar níveis baixos nos reservatórios e conseqüentemente situações de geração zero no futuro. Caso esta decisão seja tomada e as vazões observadas forem realmente baixas, a operação será eficiente. Entretanto, se as vazões observadas forem altas, o reservatório não suportará a quantidade de água em excesso a ser armazenada e vertimentos indesejáveis acontecerão.

Por outro lado, se em um intervalo do horizonte de planejamento acredita-se que as vazões futuras serão altas, haverá a tendência de intensificar o uso da água armazenado nos reservatórios e assim evitar vertimentos indesejáveis. Se esta decisão for tomada e as vazões observadas forem altas, a operação será eficiente. Por outro lado, se as vazões observadas forem baixas, não haverá água suficiente para a geração de energia no suprimento à demanda e fontes de geração mais caras serão necessárias para compensá-las [6].

Como foi dito, o problema do planejamento energético no Brasil apresenta alta complexidade. Isso devido as características muito particulares do sistema elétrico brasileiro, destacando a alta incerteza em relação as vazões afluentes e a dimensão das cascatas que dificultam o planejamento da operação desse sistema.

Devido às incertezas que envolvem a disponibilidade de vazões afluentes futuras, a demanda a ser atendida e a evolução do sistema com o tempo, o problema de planejamento é classificado como estocástico e dinâmico. Além disso, as funções de custo de operação das usinas termoeletricas e as funções de produção hidráulica são não-lineares, o que leva o problema de planejamento ser classificado como não-linear.

Neste contexto, como as decisões envolvem um grande número de variáveis associados aos vários reservatórios e os diversos intervalos do horizonte de planejamento, o problema é de grande porte. Como os benefícios da geração de uma usina hidráulica não podem ser medidos diretamente como função da usina somente, mas sim em termos da economia de combustíveis no sistema, tem-se que as variáveis envolvidas são não-separáveis. Então, o problema de planejamento, ou seja, a procura de políticas de operação ótima de um sistema hidrotérmico se equivale a solucionar um problema estocástico, dinâmico, não-linear, de grande porte e não-separável [2].

1.3 Modelagem Utilizada no Brasil

No Brasil, o responsável pela otimização da operação eletro-energética do sistema elétrico é o Operador Nacional do Sistema (ONS). Este tem adotado uma série de modelos para realizar as várias etapas do planejamento da operação. O planejamento de médio prazo tem sido resolvido através do modelo de otimização NEWAVE [16]. Este modelo trabalha com horizontes de até cinco anos, com discretização mensal e representação a subsistemas equivalentes com limites de interligação. Ele tem por objetivo determinar a estratégia de operação de médio prazo de forma a minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo do horizonte de planejamento, analisar as condições de atendimento no horizonte de médio prazo e informar as condições de fronteira por meio de funções de custo futuro para o modelo de curto prazo [12].

O modelo NEWAVE é composto de quatro módulos computacionais: cálculo do sistema equivalente e das energias afluentes, geração de séries sintéticas de energias afluentes através de modelo auto-regressivo, cálculo das estratégias por PDDE (Programação Dinâmica Dual Estocástica), e simulação da estratégia de operação previamente determinada com séries sintéticas ou históricas. Um dos principais resultados deste modelo são as funções de custo futuro, que traduzem para modelos de mais curto prazo o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios.

O planejamento de curto prazo tem sido resolvido pelo modelo DECOMP. Este representa o primeiro mês em base semanal e vazões previstas, a aleatoriedade das vazões do restante do período através de uma árvore de possibilidades e o parque gerador individualizado. Seu objetivo é determinar o despacho de geração das usinas hidráulicas e térmicas que minimiza o valor esperado do custo de operação no primeiro estágio da primeira semana [12].

1.4 Sistemas Hidrotérmicos

Um sistema de geração hidrotérmico atende a demanda de energia elétrica através do fornecimento de dois subsistemas: o subsistema hidráulico e o térmico.

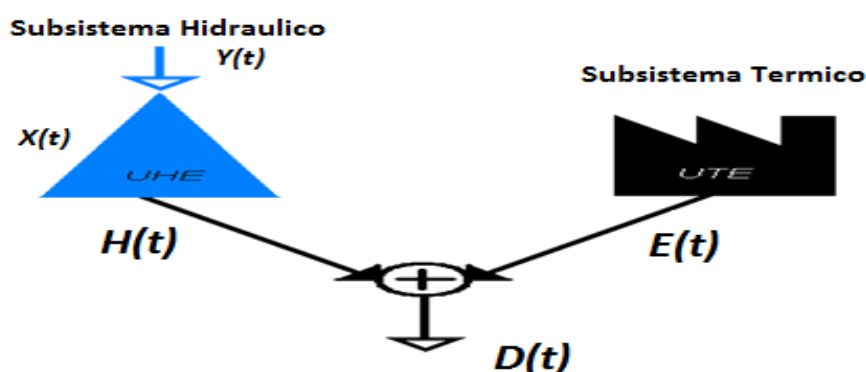


Figura 3– Esquema de um sistema hidrotérmico de potência

As variáveis indicadas na figura 3 representam:

- $D(t)$: demanda média durante o intervalo t , em MW ;
- $H(t)$: geração média total das usinas hidrelétricas durante o intervalo t , em MW ;
- $E(t)$: geração média das fontes não-hidráulicas durante o intervalo t , em MW .

1.4.1 Subsistema Hidráulico

O Subsistema Hidráulico é formado pelas usinas hidrelétricas, cujo custo de operação é relativamente baixo quando comparado ao custo do combustível utilizado pelas usinas térmicas. Portanto, o custo de geração hidráulica é considerado nulo mesmo nos casos que são cobradas taxas pela utilização da água. [2]

1.4.2 Subsistema Térmico

O Subsistema térmico é constituído pelas usinas térmicas. O custo de operação deste subsistema inclui os custos de combustíveis, o custo de importação de energia e o custo de não atender a uma parcela do mercado, ou seja, uma penalidade pelos déficits de energia.

Dependendo do modo de operação do sistema hidrotérmico, a quantidade de geração de cada subsistema será diferente. Estudar o comportamento ótimo de um sistema de geração predominantemente hidrelétrico significa, basicamente, encontrar as trajetórias de volume armazenado nos reservatórios e as vazões turbinadas pelas usinas para substituir, sempre que possível, a geração de origem não-hidráulica por geração hidráulica. [5]

1.5 Modelagem de Usinas Hidrelétricas

A energia elétrica produzida pela usinas hidroelétricas provém da transformação da energia hidráulica, seja a partir do armazenamento de água em reservatórios (usinas de represamento) ou pela força da água atuando diretamente nas turbinas sem mudar a característica do rio (usinas a fio d'água). Neste trabalho, a usina considerada será a de represamento, no qual aproveita a energia potencial hidráulica da água represada em seu reservatório. Como o relevo brasileiro é predominantemente suave, este tipo de usina é mais frequentemente utilizada que a outra. Isso devido a necessidade de aumentar a altura de queda d'água para aumentar a energia hidráulica envolvida no processo. Este fato exerce também um papel de regulação, em algumas usinas, já que podem controlar as vazões afluentes naturais do respectivo rio. Os reservatórios que possuem essa característica são chamados de *reservatórios de acumulação ou regulação*.

A partir do reservatório, a água é conduzida sob pressão através do *canal de adução* até o arranjo de máquinas existentes na *casa de máquinas*. Nesta parte da usina que é feita a transformação da energia hidráulica para energia elétrica através do arranjo de turbinas e geradores.

Após este processo, a água retorna ao rio através de canais ou dutos que recebem o nome de *canais de fuga*.

Contudo, quando o reservatório está com sua capacidade máxima de armazenamento e suas vazões afluentes forem altas, haverá um excesso de água no reservatório que será realocado no rio através do *vertedouro*.

A Figura 4 apresenta um esquema de uma usina hidrelétrica e as principais variáveis que compõem o modelo matemático [9].

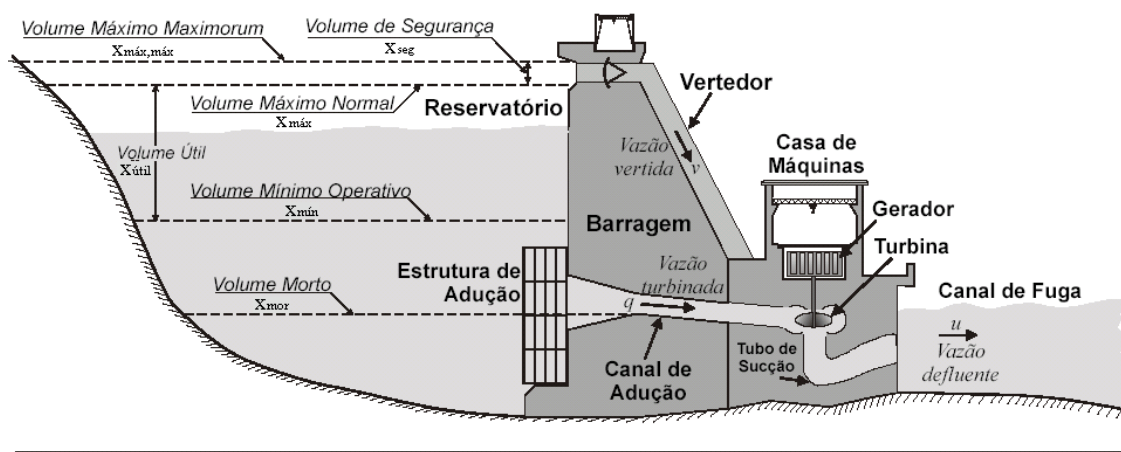


Figura 4 – Esquema de uma usina hidrelétrica [2]

As variáveis indicadas na Figura 4 são:

- X_{mor} : volume morto do reservatório. É o volume de água armazenado abaixo do nível mínimo do canal de adução e que não pode ser retirado do reservatório.
- X_{min} : volume mínimo operativo. É o mínimo volume de água necessário para que a usina possa gerar energia. Normalmente está associado à altura mínima na qual a turbina pode operar ou ao nível necessário do reservatório para manter as estruturas de adução submersas.
- X_{max} : volume máximo operativo. É o máximo volume de água que o reservatório armazena em condições normais de operação.
- $X_{útil}$: volume útil. É a diferença entre os volumes máximo e mínimo.
- $X_{máx,max}$: volume máximo. É o volume máximo extremo que o reservatório pode armazenar sem que haja comprometimento da estrutura da barragem. Este volume é atingido apenas em condições anormais de operação, tais como grandes cheias.
- X_{seg} : volume de segurança. É a diferença entre o volume máximo e o volume máximo operativo. É como se fosse um “espaço vazio” que pode ser preenchido em condições anormais, quando há excesso de água.

- q : é a vazão turbinada, também chamada de turbinagem. É a vazão que efetivamente gera energia elétrica, fluindo do reservatório à casa de máquinas, através do canal de adução, e fazendo com que as turbinas girem e acionem os geradores.
- v : vazão vertida ou também conhecida como vertimento. É a vazão que flui diretamente do reservatório ao rio, através do vertedouro, sem passar pela casa de máquinas e sem gerar energia.
- u : vazão defluente, ou simplesmente defluência. É a soma das vazões turbinada e vertida.

Para deduzir um modelo matemático de uma usina hidrelétrica são definidas as variáveis mensuráveis que serão consideradas com variáveis de entrada, tais como o volume da água armazenada no reservatório, a vazão turbinada e a vazão vertida e como variável de saída a potência gerada.

Inicialmente, para obter a potência gerada é necessário saber a quantidade de energia elétrica produzida pela usina. Sabe-se que a energia elétrica (e_e) é resultado da conversão da energia potencial de um determinado volume de água (x) e é proporcional à energia potencial (e_p), conforme mostrado em (1). Esta energia potencial é igual a multiplicação da massa contida no volume de água (m), aceleração da gravidade (g) e altura efetiva (h), a qual o volume de água cairá para produzir energia, conforme.

$$e_e \propto e_p \rightarrow e_e = \eta \cdot e_p \quad (1)$$

$$e_p = m \cdot g \cdot h \quad (2)$$

A Equação 3 define a massa do volume de água (m) como a massa específica da água (ρ) vezes o volume (x). Portanto, substituindo (3) em (2), obtêm-se (4).

$$\rho = \frac{m}{x} \rightarrow m = \rho \cdot x \quad (3)$$

$$e_p = \rho \cdot g \cdot h \cdot x \rightarrow e_e = \eta \cdot \rho \cdot g \cdot h \cdot x \quad (4)$$

Onde η é uma constante de proporcionalidade que é associada aos rendimentos da turbina e do gerador. Considerando que um volume de água x leva um intervalo de tempo Δt

para produzir a quantidade de energia e_e pode-se determinar a potencia media dividindo (4) por Δt , conforme.

$$\frac{e_e}{\Delta t} = \eta \cdot \rho \cdot g \cdot h \cdot \frac{x}{\Delta t} \quad (5)$$

Fazendo o intervalo de tempo Δt tender a zero na equação 5 e substituindo $\frac{x}{\Delta t}$ pela vazão turbinada(q) temos:

$$p_t = \eta \cdot \rho \cdot g \cdot h \cdot q_t \quad (6)$$

A altura efetiva de queda d'água (h) das equações anteriores é equivalente à altura de queda líquida (h_l) que é determinado através da diferença entre a altura de queda bruta (h_b) e a altura de perdas hidráulicas (pc), conforme.

$$h_l = h_b - pc \quad (7)$$

Já a altura de queda bruta é determinada pela diferença entre os níveis de montante e jusante. Estes níveis são expressos em relação ao nível de referencia, mais conhecido como “Zero do IBGE” que é definido pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) [15].

O nível de montagem (h_{mon}) é uma função não-linear do volume total de água armazenada no reservatório(X), mostrada na equação 8. Esta função depende, basicamente, do relevo da região na qual a usina está situada. Já o nível de jusante (h_{jus}) é uma função não-linear da vazão defluente total da usina que depende, basicamente, do canal de fuga da usina e das características do rio a jusante do reservatório. Estas funções, geralmente, são polinômios de quarto grau.

Neste trabalho, considerou-se o nível de jusante (h_{jus}) como sendo o valor médio a jusante do reservatório (equação 10) conhecido como *cota media do canal de fuga (cfm)*, que é um dado usualmente fornecido pelas usinas.

A determinação do nível a montante é feita por meio de medições realizadas na própria barragem ou por mecanismos computacionais que sejam capazes de descrever as características da região e caracterizar modelos de hidrodinâmica.

$$h_{mon}(x) = a + b \cdot X + c \cdot X^2 + d \cdot X^3 + e \cdot X^4 \quad (8)$$

No caso da usina de Emborcação, localizada no rio Paranaíba o nível a montante é dado pela equação 9 [15].

$$h_{mon}(x) = 5,68089 \cdot 10^2 + 1,45059 \cdot 10^{-2} \cdot X - 1,20279 \cdot 10^{-6} \cdot X^2 + 5,83029 \cdot 10^{-11} \cdot X^3 - 1,12449 \cdot 10^{-15} \cdot X^4 \quad (9)$$

Observa-se que a altura de montante da usina é altamente dependente do volume de água no reservatório. Esta influencia do volume na queda disponível para geração é chamada *Efeito Cota* que é definido pela característica do relevo da região da barragem. Quanto maior o valor do *Efeito Cota* de uma usina maior é a dependência entre a altura de queda com o volume de água no reservatório, portanto este valor relaciona a produtividade da usina com o volume do reservatório.

Então, determina-se:

$$h_b = h_{mon} - h_{jus} \rightarrow h_b(X) = h_{mon}(X) - cfm \quad (10)$$

A altura das perdas hidráulicas ou perdas de carga (pc) ocorrem principalmente pelo atrito da água com as estruturas da adução da usina. Há autores que consideram essa perda de carga proporcional a queda bruta ou proporcional ao quadrado da vazão turbinada, porém neste trabalho, optou-se por considerar essa perda constante pelo motivo de já ser de conhecimento prévio e a de facilitar na implementação computacional do problema de planejamento.

A produtibilidade específica (pe) é uma constante definida como o valor da multiplicação da aceleração da gravidade (g), massa específica (ρ) e do rendimento (η), equação 11. O valor da produtibilidade específica é fornecida pelo catálogo de dados apresentado pela Eletrobás. [15]

$$pe = \eta \cdot \rho \cdot g \quad (11)$$

Com estas considerações, a função hidroelétrica, equação (6), que é usada na implementação do problema de planejamento da operação do sistema hidrotérmico, toma a seguinte forma:

$$p_t = pe \cdot h_l \cdot q_t \quad (12)$$

1.6 Modelagem de Usinas Termelétricas

Usinas termelétricas convertem energia térmica oriunda de um combustível em energia elétrica. Sua operação consiste na formação de vapor pelo aquecimento de água ou outro fluido, que moverá as pás da turbina. No eixo da turbina estão acoplados o eixo do gerador elétrico e o excitador. O vapor é então condensado (no condensador) e a água retorna para iniciar novamente o processo.

As usinas termelétricas podem ser divididas em dois grupos, um formado pelas usinas convencionais e outro pelas usinas nucleares. Enquanto a primeira utiliza combustíveis fósseis tais como carvão, óleo, gás natural, a segunda utiliza combustíveis fósseis como urânio natural e enriquecido.

Para chegar a um modelo matemático do custo de operação do parque termelétrico, defini-se a variável de entrada como a geração térmica total (gt_t) a ser produzida no intervalo t ($t = 1, 2, \dots, T$) por um sistema exclusivamente termelétrico composto por N usinas.

Esse problema pode ser decomposto no tempo, uma vez que não há acoplamento temporal entre a solução do problema em diferentes intervalos de tempo (fato que não ocorre com as hidrelétricas, uma vez que o que se gera em um momento interfere no volume do reservatório e conseqüentemente na geração do período seguinte). Dessa forma, o problema de otimização de um sistema térmico para um horizonte de T intervalos pode ser solucionado pela otimização de T subproblemas.

O custo médio mensal da operação do parque térmico (C_t) pode ser expresso como uma única função e que é resultado do Despacho Econômico Térmico [11], em que dado um custo marginal de operação, as usinas que tiverem um custo de operação superior terão que operar na sua capacidade mínima. As usinas que tiverem um custo inferior terão que operar na sua capacidade máxima.

De acordo com o tipo de combustível que cada usina termelétrica utiliza, temos custos diferentes, conforme mostra a Figura 5. A curva é crescente e em geral bem aproximada por um polinômio de segundo grau [12].

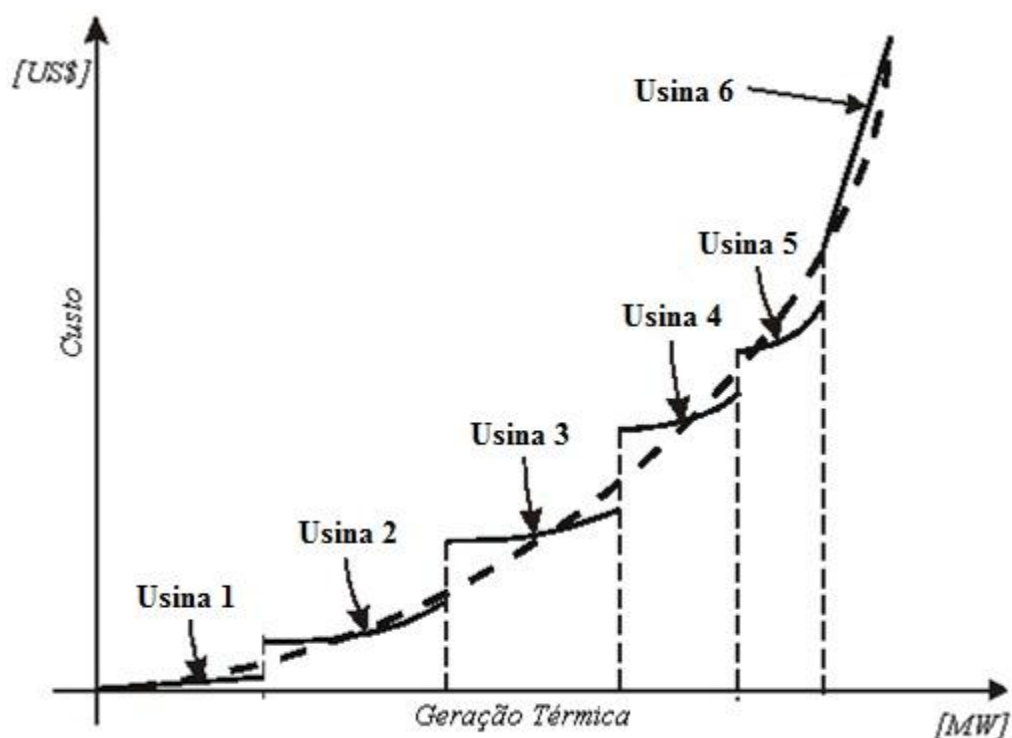


Figura 5 - Curva da Função de Custo Mínimo de Operação de um Sistema Termelétrico. [2]

1.7 Formulação Completa do Modelo

Depois de definir os elementos do programação, deve-se formular o problema. O planejamento da operação visa minimizar o custo de geração de energia ao longo do horizonte. No caso de sistemas hidrotérmicos esse custo é dado pelo custo de geração não hidráulica complementar, ou seja, o custo de geração térmica.

As restrições do problema estão relacionados aos limites operativos (turbinação e armazenamento) máximos e mínimos da usina hidroelétrica, e o atendimento a demanda que é dado pela soma da energia gerada pela usina hidroelétrica com a energia gerada pela usina térmica. Portanto para cada intervalo mensal t , o sistema hidrotérmico tem custo de operação C_t , o qual depende da demanda D_t e da geração hidráulica H_t . Assim, quanto maior a geração hidráulica, menor a complementação térmica correspondente. Portanto C_t é uma função quadrática da geração não-hidráulico (g_t), então:

$$C_t = (gt_t)^2 \quad (13)$$

Como foi descrito anteriormente, o objetivo do planejamento energético é minimizar a função de custo referente ao uso do subsistema térmico, sujeito às restrições operativas das usinas hidrelétricas consideradas, conforme observado na equação 14 [2].

$$s.a \left\{ \begin{array}{l} \text{MIN} \sum_{t=1}^T (gt_t)^2 \\ X_{t+1} = X_t + y_t - u_t \\ u_t = q_t + v_t \\ d_t = gt_t + h_t \\ h_t = pe \cdot h_l \cdot q_t \\ h_l = h_{mon} - cfm - pc \\ X_{\min} \leq X_t \leq X_{\max} \\ u_{\min} \leq u_t \leq u_{\max} \end{array} \right. \quad (14)$$

Onde:

- T : horizonte de planejamento
- t : intervalo de tempo de planejamento
- C_t : custo de operação no determinado intervalo de tempo t
- d_t : demanda a ser atendida no determinado intervalo de tempo t
- gt_t : geração térmica no determinado intervalo de tempo t
- h_t : geração hidroelétrica no determinado intervalo de tempo t
- pe : constante de produtibilidade específica
- h_l : altura líquida
- h_{mon} : altura de montante da usina
- cfm : cota média do canal de fuga
- pc : perdas hidráulicas ou perdas de carga
- u_t : vazão defluente no determinado intervalo de tempo t

- q_t : vazão turbinada no determinado intervalo de tempo t
- v_t : vazão vertida no determinado intervalo de tempo t
- X_t : volume do reservatório no determinado intervalo de tempo t

1.8 Objetivos do Trabalho

Analisar as diferenças e eficiências entre dois *softwares* utilizados no planejamento da operação energética ótima em um sistema de geração hidrotérmico.

Determinar o comportamento operativo ótimo de suprimento de energia ao menor custo de produção em um sistema hidrotérmico de potência.

Analisar a influência das condições climáticas na operação ótima do sistema, ou seja, como o planejamento energético irá traçar as metas de cada usina (térmicas e hidráulicas) ao longo de períodos secos, normais e chuvosos.

2 *Materiais e Métodos*

Para avaliar as respostas do planejamento energético foram realizadas simulações em dois softwares distintos: MATLAB[®] e LINGO. Na implementação no MATLAB[®], utilizou-se do comando ‘fmincon’, da ferramenta ‘toolbox’ que é usada para minimizar problemas que tenham restrições não-lineares. No programa LINGO foi utilizada a função ‘MIN’ juntamente com todas as restrições de operação para minimizar o custo de fornecimento de energia.

O *software* MATLAB é uma linguagem computacional de alto nível técnico. É um programa interativo que é utilizado para o cálculo numérico dentro de numerosas e diferentes aplicações. Já o *software* LINGO é utilizado especificamente para a otimização de problemas o que é interessante para o propósito do trabalho.

As restrições não-lineares são as referentes a função da altura do nível ($h_{mon}(x)$) da barragem a montante, que é função do volume (x) armazenado na usina. Esta função é formada por um polinômio de quarto grau. Já a função da altura a jusante, $h_{jus}(u)$, é considerada constante e igual ao *nível médio do canal de fuga*, cf_{med} .

Em ambos os programas, a implementação do planejamento energético testa as possibilidades de operação e compara os resultados a fim de encontrar a solução que otimize o problema, ou seja, que forneça as metas para cada unidade geradora de forma que o custo de operação seja mínimo no período analisado.

Neste trabalho, não foram considerados os efeitos de cascata existente no sistema real, considerou-se o sistema contendo apenas uma usina hidrelétrica. As restrições utilizadas foram as referentes à usina de Emborcação, apresentada na figura 6, que fica localizada na bacia do rio Paranaíba, cidade de Araguari-MG.



Figura 6 - Localização da Usina de Emborcação [2]

Esta usina possui um banco de dados com as vazões afluentes que foram medidas de janeiro de 1931 até dezembro de 1998 com intervalo de discretização mensal. O gráfico da figura 7 apresenta este histórico de vazões afluentes na usina de emborcação. Observando esta serie de vazões pode-se verificar que em cada ano existem períodos secos e úmidos característicos dos meses em que as chuvas são escassas e elevadas, respectivamente.

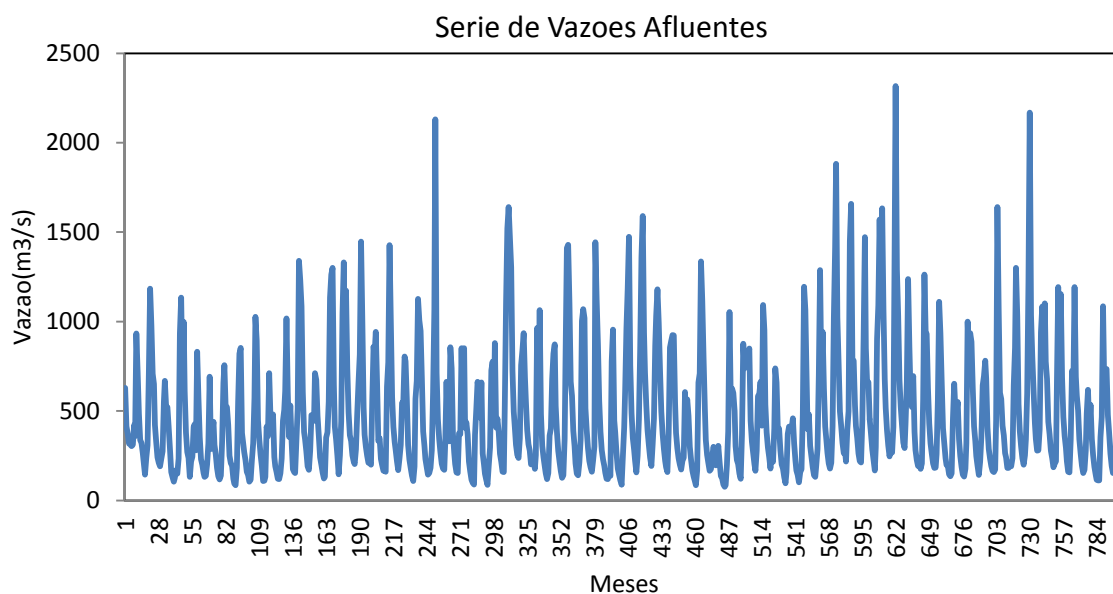


Figura 7 - Serie de vazões afluentes da Usina de Emborcação.

Esta característica mostra a sazonalidade presente nos 68 anos analisados. Observa-se os períodos de secas e cheias da bacia do rio Paranaíba, há meses em que as vazões atingem maiores valores (picos) e meses que atingem menores valores (vales), além disto esses vales e picos de vazões não seguem um valor constante. Isto quer dizer que tem anos com grandes vazões e anos com pequenas vazões, portanto o histórico mostra que as vazões não seguem uma regra anual [13].

Neste trabalho, a vazão afluente utilizada foi a media das vazões naturais de cada mês durante estes 68 anos. Esta media das vazões é chamada Media de Longo Termo (MLT). Com isso o período de planejamento foi de doze meses, ou seja, um ano. Além disto, para reorganizar estes valores de vazão de acordo com os períodos hidrológicos adotou-se o início do período de seco como o início do planejamento, portanto o mês de maio foi o primeiro mês da série de vazões e abril o último mês, que representa o término do período chuvoso. Então

se organizou os meses do ano de acordo com o período chuvoso e o período de seca. A Figura 8 mostra estas características da MLT.

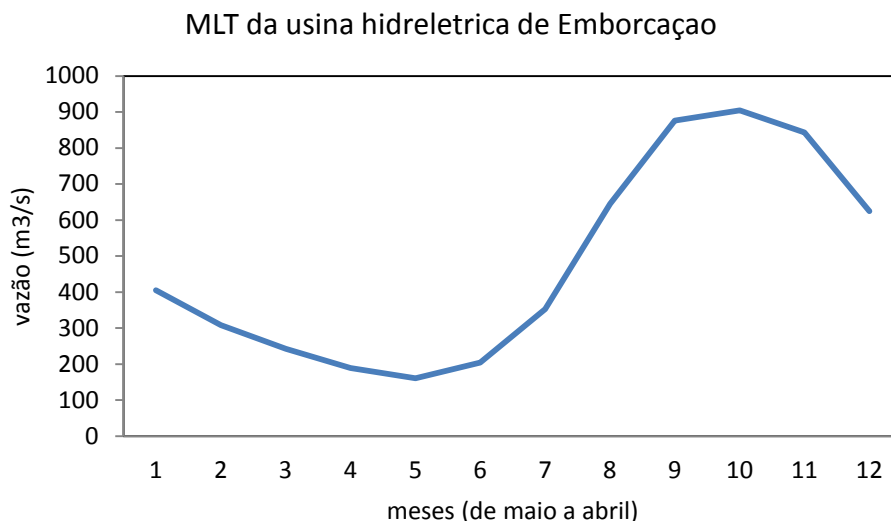


Figura 8 - Vazão afluyente igual à MLT obtida na usina de Emborcação [7]

Na implementação do planejamento foram feitas algumas considerações relativas ao sistema. As vazões vertidas não foram analisadas, portanto as vazões defluentes foram consideradas iguais as vazões turbinadas cujos valores máximos e mínimos da usina foram, respectivamente, 894 m³/s e 100 m³/s. Já a demanda utilizada foi considerada constante durante o horizonte de planejamento e igual a potência nominal da usina, 1192MW.

No que se refere a altura líquida, foi considerado que a altura de jusante seria constante, sendo este valor conhecido como cota média do canal de fuga (cfm), cujo valor é 521,90m. Além disto, no cálculo da altura líquida foi também considerado as perdas hidráulicas que possui valor constante e igual a 1,65m.

Os volumes máximo e mínimo do reservatório foram, respectivamente, 17725 hm³ e 4669 hm³. A produtibilidade específica, utilizada na função geração hidráulica, que é associado ao rendimento do conjunto gerador/turbina, tem o valor de 0,008731 MW/(m³/s).m. Todos estes valores são referentes aos dados dos parâmetros da usina.

Variando a porcentagem da vazão Média de Longo Termo (MLT), obtida anteriormente, como os dados de vazão afluyente, juntamente com os parâmetros reais da usina foram realizadas simulações nos dois *softwares* considerando os volumes do reservatório no início e no final do planejamento igual ao volume máximo da barragem. Com isto pode-se

comparar os resultados do planejamento para diferentes situações caracterizadas por vazões relativamente grades ou pequenas.

A Figura 9 mostra três diferentes curvas de vazão afluente que representam os anos de seca, normal e de cheia. Estas vazões correspondem a 60%, 80% e 120% da MLT, respectivamente.

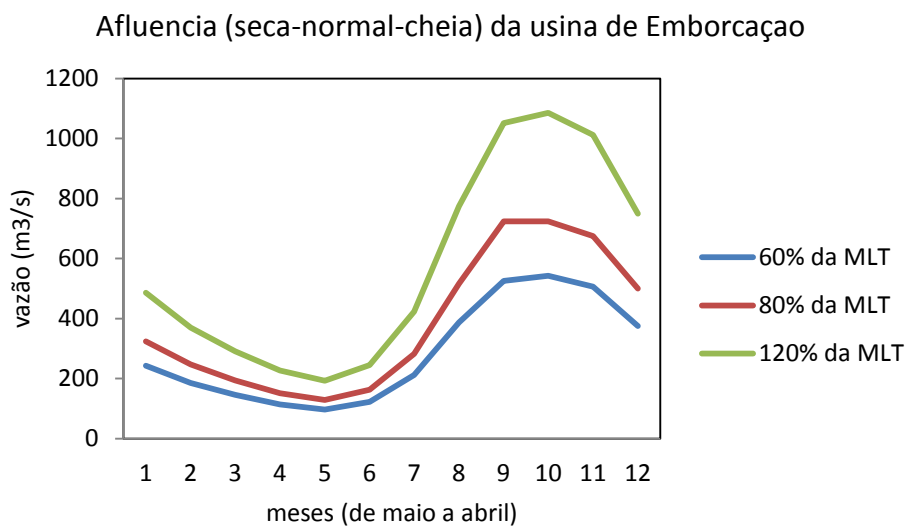


Figura 9 - Vazões correspondentes a 60%, 80% e 120% da MLT.

3 Resultados e Discussões

3.1 Usina hidrelétrica de Emborcação associada a uma térmica: 60% da MLT

No Primeiro caso, a vazão afluyente foi igual a 60% da MLT calculada, portanto neste caso o horizonte de planejamento representa um período de seca, já que as vazões foram menores que a media das vazões registradas.

A Figura 10 mostra o comportamento do volume do reservatório obtido pelo planejamento ótimo do sistema. Pelas restrições inicial e final têm-se os volumes máximos no inicio e no final do período analisado. Observa-se que o reservatório diminui seu volume antes de começar o período de cheia, que ocorre no mês de janeiro, esvaziando o reservatório. Depois, o reservatório é novamente cheio ate o final do período de planejamento. Este processo busca minimizar os vertimentos futuros.

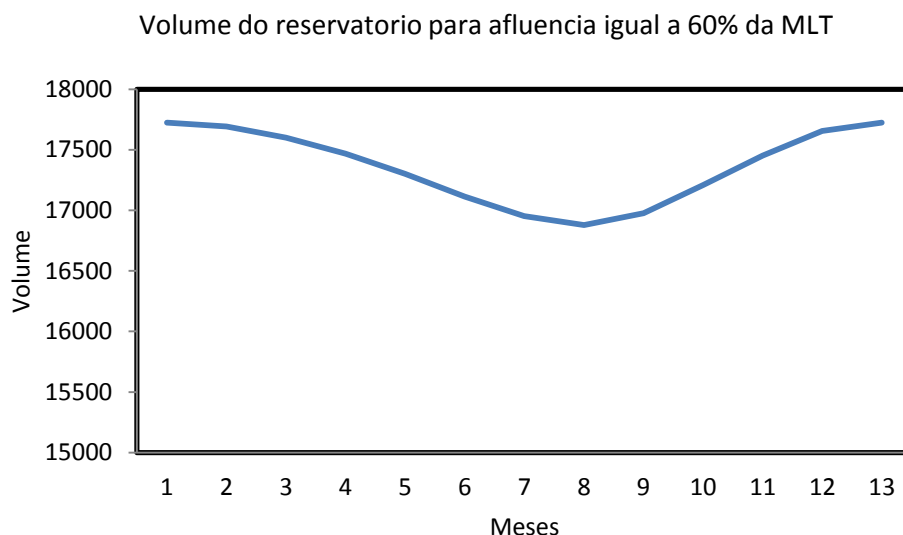


Figura 10 – Trajetória ótima do volume do reservatório (60 MLT)

As Figuras 11 e 12 mostram as respostas do planejamento energético encontradas utilizando o *softwares* MATLAB e LINGO, respectivamente. Nestes gráficos observam-se as trajetórias ótimas das gerações térmica e hidráulica. Verifica-se também que a geração hidráulica é menor que a térmica, pois o baixo valor da vazão afluyente limita a um pequeno valor a máxima geração hidráulica possível, de forma que os parâmetros das usinas não

extrapolem as restrições de operação e a condição inicial e final do sistema. Portanto, mesmo gerando uma quantidade máxima possível de energia hidráulica não se pode gerar o seu máximo, pois no futuro poderá ter uma falta de água o que aumentaria a geração de energia térmica, elevando assim o custo de operação.

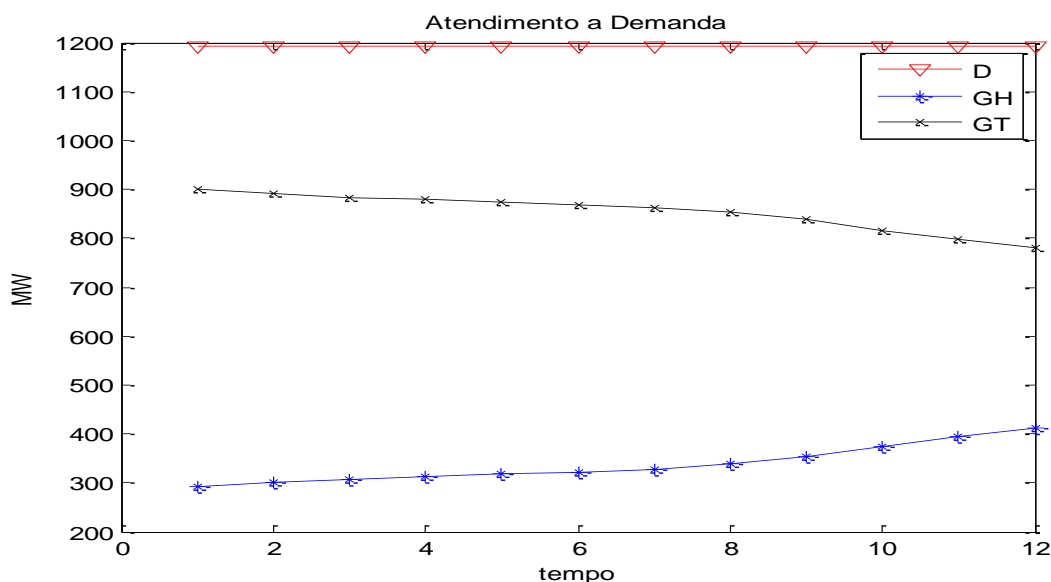


Figura 11 – Trajetória ótima das gerações para 60% MLT (MATLAB)

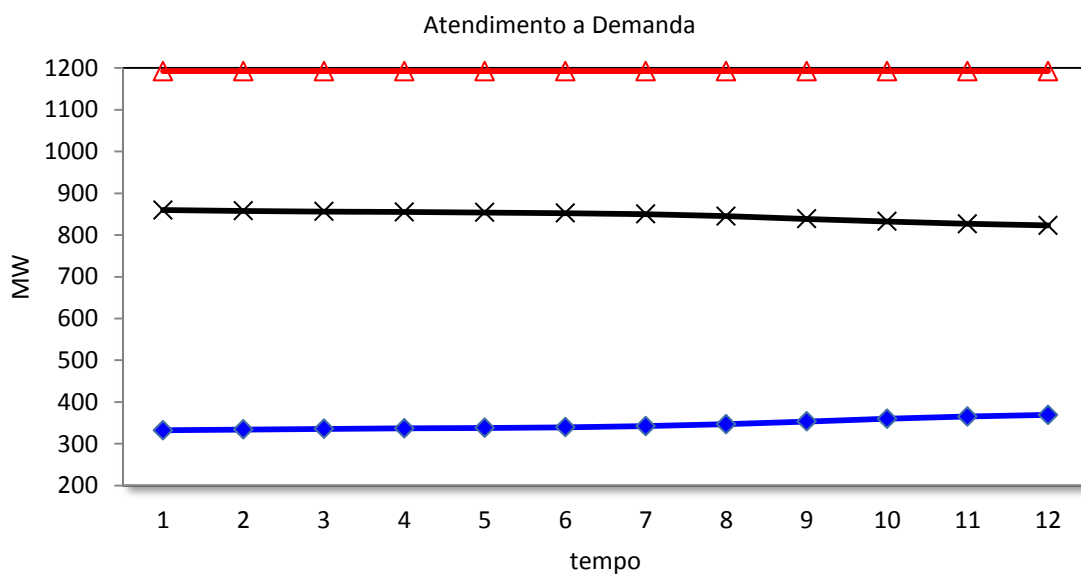


Figura 12 - Trajetória ótima das gerações para 60% MLT (LINGO)

Pela análise dos gráficos, nota-se que as trajetórias ótimas encontradas pelos diferentes *softwares* apresentam as mesmas características e valores ao longo do período de planejamento, portanto estão compatíveis.

3.2 Usina hidrelétrica de Emborcação associada a uma térmica: 80% da MLT

No segundo caso, foi considerada uma vazão afluyente igual a 80% da MLT calculada, que representa um período normal de vazões.

A Figura 13 mostra a trajetória de volume ótimo do reservatório. Observa-se a diminuição do volume do antes do mês de janeiro, que corresponde ao início do período cheio, e posteriormente nota-se um aumento do volume para evitar os vertimentos e atender a especificação do volume do reservatório no final do planejamento (volume final igual ao volume máximo).

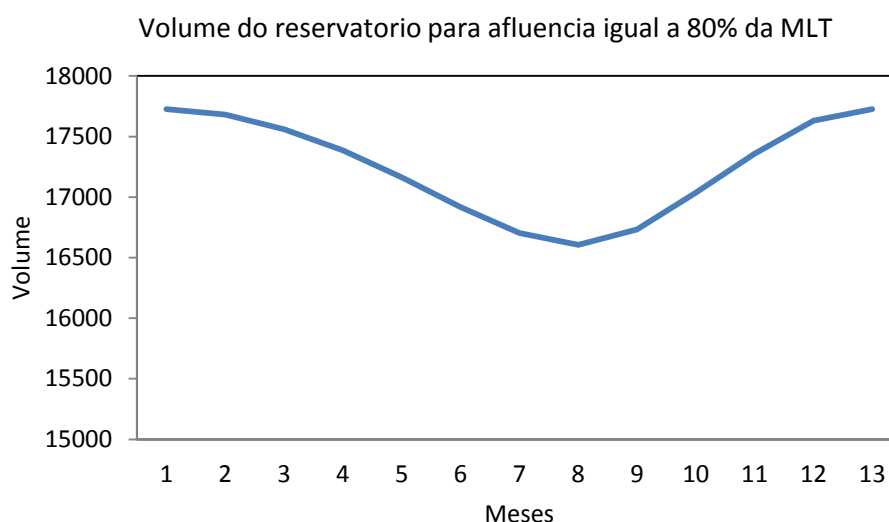


Figura 13 - Trajetória ótima do volume do reservatório (80% MLT)

Pelas Figuras 14 e 15, verifica-se a semelhança entre os resultados obtidos pelos diferentes *softwares* e que as gerações térmicas são menores que as encontradas para a vazão igual a 60% da MLT (primeiro caso), além disto, observa-se que existe uma tendência deste tipo de geração permanecer constante ao longo do horizonte de planejamento.

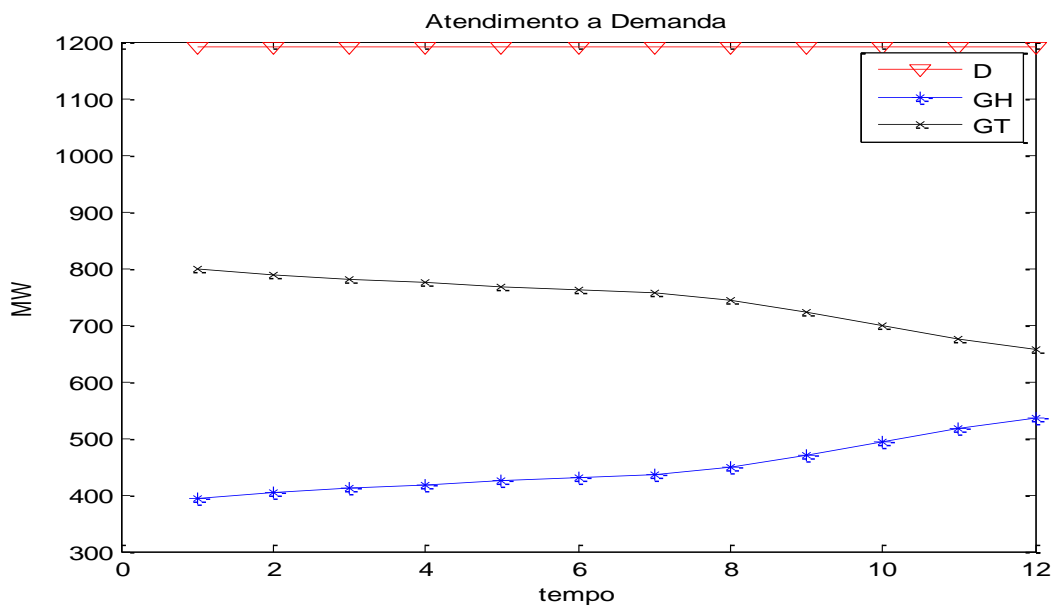


Figura 14 - Trajetória Ótima das Gerações para 80% MLT (MATLAB)

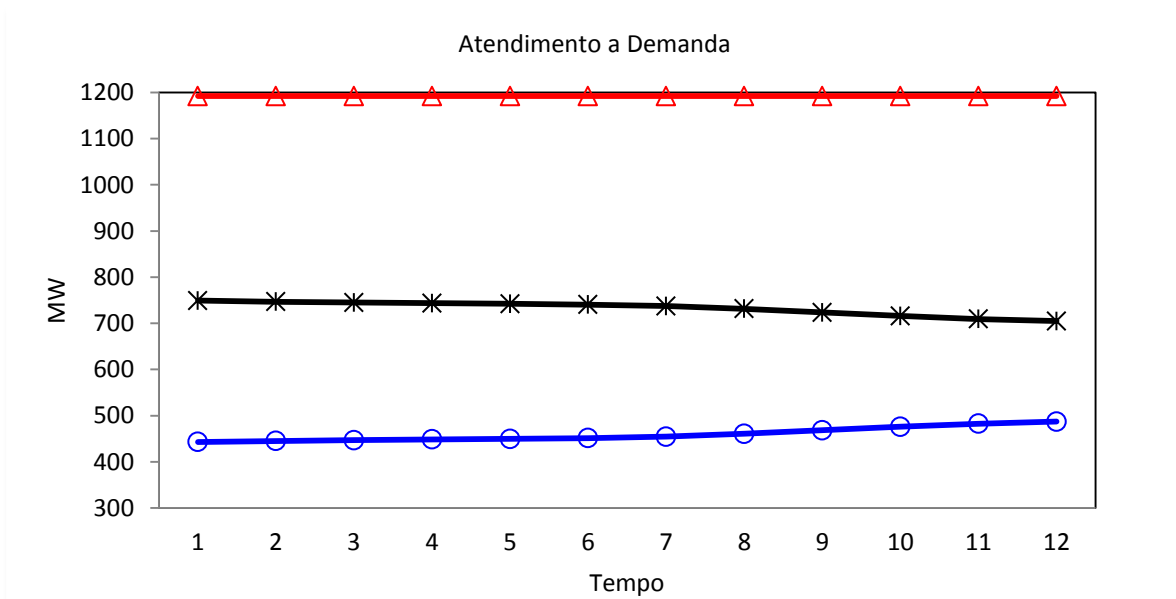


Figura 15 - Trajetória Ótima das Gerações para 80% MLT (LINGO)

Neste caso, nota-se que a geração térmica ainda é superior à geração hidráulica na maior parte do ano devido à mesma razão de a vazão afluyente ser relativamente baixa para ter uma alta geração hidráulica sem riscos futuros.

3.3 Usina hidrelétrica de Emborcação associada a uma térmica: 120% da MLT

No terceiro caso, a vazão afluyente considerada foi igual a 120% da MLT, representando uma vazão abundante, portanto representa um período chuvoso.

A Figura 16 mostra que o volume ótimo do reservatório teve uma maior redução quando comparado aos outros casos. Isto porque, o planejamento reduziu a reserva de água antes do período cheio para que as vazões afluentes pudessem ser armazenadas sem a necessidade de vertimento.

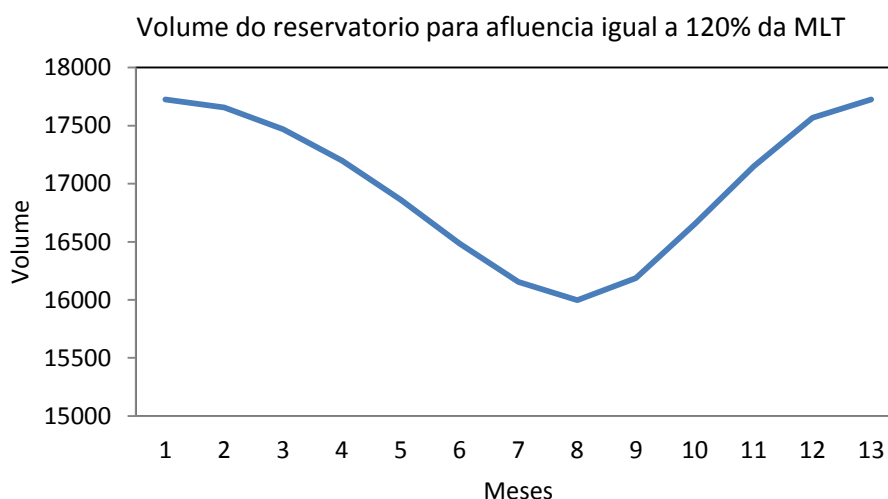


Figura 16 - Trajetória Ótima do Volume do Reservatório (120% MLT)

Verificando as figuras 17 e 18, tem-se que a trajetória de geração hidráulica superou ao da geração térmica. Isto já era de se esperar, já que, neste caso o horizonte de planejamento representa um período de vazões afluentes abundantes. Isto implica que o custo de operação do sistema é menor neste caso, pois a geração de energia térmica foi reduzida.

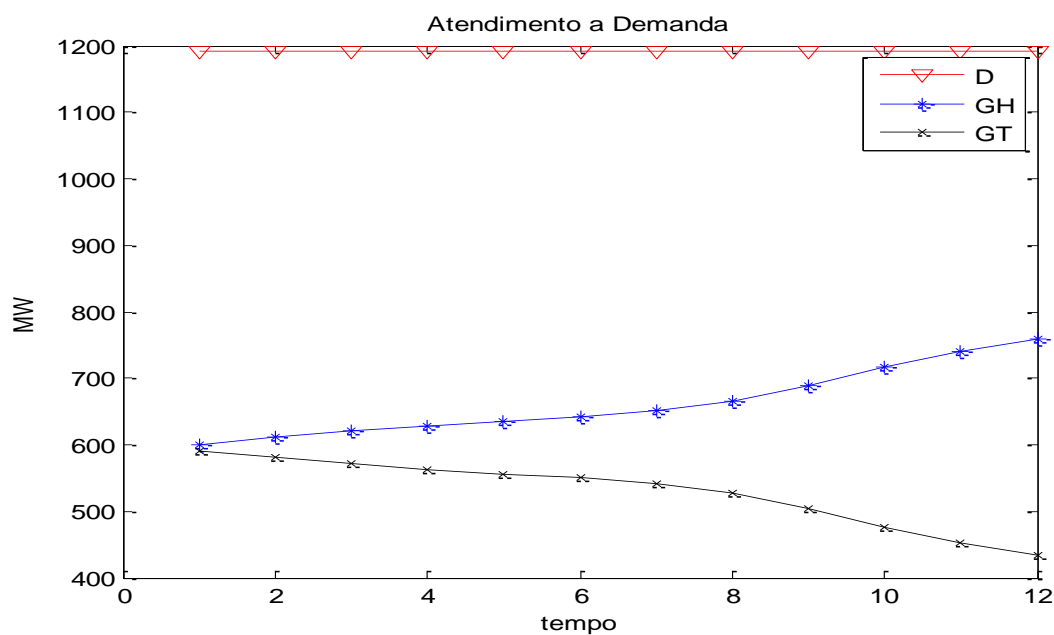


Figura 17 - Trajetória Ótima das Gerações para 120% MLT (MATLAB)

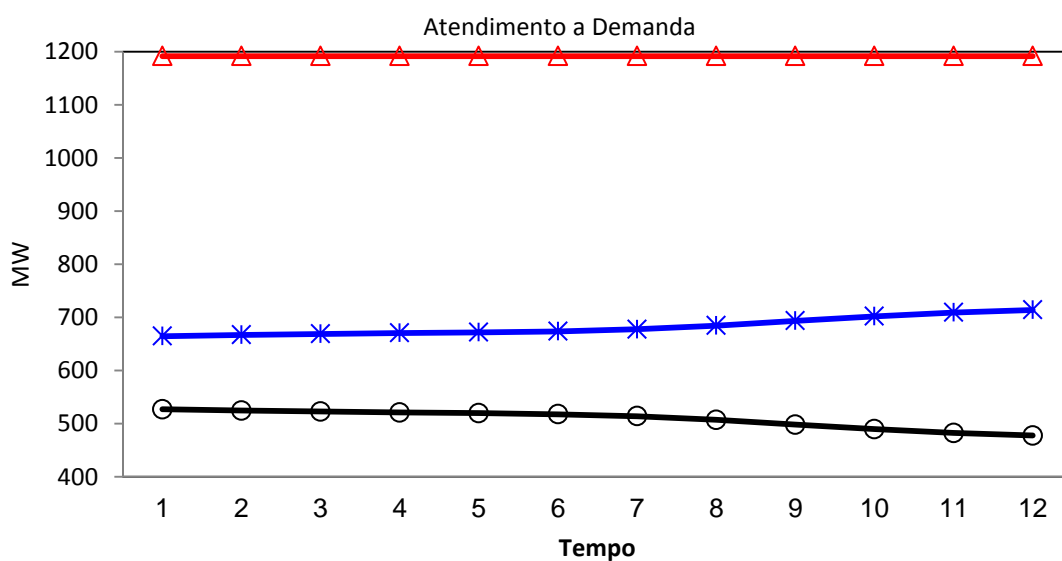


Figura 18 - Trajetória Ótima das Gerações para 120% MLT (LINGO)

Neste terceiro caso, pode-se notar uma considerável diferença entre as trajetórias de geração hidrotérmica ótimas obtidas pelos programas MATLAB e LINGO. A resposta obtida pelo software LINGO apresenta uma geração térmica mais constante ao longo do período de planejamento, logo o custo de operação do sistema com esta trajetória de geração será menor que o custo relativo ao fornecimento baseado na trajetória encontrada pelo MATLAB.

4 *Conclusões*

Pelos resultados obtidos, pode-se perceber que o planejamento energético faz com que a curva de geração térmica do sistema permaneça a mais constante possível. Sabe-se que a função custo de operação é aproximada de um polinômio de segundo grau, portanto quanto menos constante a curva de geração térmica, maior o valor do custo.

As diferenças nos valores encontrados pelos dois *softwares* foram baixas, próximo de 1% nos custos finais de operação e aproximadamente 1,5% na geração média obtidas para os diferentes casos analisados. Estes resultados podem ser observados pela baixa diferença nos gráficos do fornecimento hidrotérmico ótimo obtidos pelos *softwares*. Isto valida ambas as respostas. A pequena diferença se deve aos diferentes métodos de otimização utilizados por cada programa.

Observa-se também, que o custo de operação fornecido pelo LINGO é ligeiramente menor que o valor encontrado pelo MATLAB. Uma característica deste fato é que a geração térmica obtida pelo LINGO permanece mais constante durante o período de planejamento. Isto leva a um menor custo de operação do sistema, já que o custo é uma função quadrática da energia térmica fornecida.

Os tempos de compilação foram baixos nos dois *softwares*, pois se trata de um sistema simples com apenas uma usina hidrelétrica e uma unidade térmica.

Analizou, também, o comportamento das trajetórias de volume para as diferentes situações onde se observa a tendência de “poupar” água em períodos secos para evitar falta de água no fim do período de planejamento, e de esvaziar os reservatórios nos períodos de cheia para evitar vertimentos no fim do período.

Neste trabalho, foi feito o planejamento de um sistema simples, com apenas uma usina hidrelétrica e uma térmica. Sabe-se que os sistemas reais são mais complexos, onde existe o efeito de cascata, que não foi considerada no problema. Sugere-se, para trabalhos futuros, que tal efeito seja considerado na modelagem do sistema para que o planejamento energético represente de forma mais próxima o sistema real.

Referências Bibliográficas

- [1] SILVA, M.G.; CASTRO, M.A.A. *Análise do custo marginal de operação frente às condições de operação de um sistema hidrotérmico de potência*. Simpósio da UFV: XIX de Iniciação Científica – SIC; IX Mostra Científica da Pós-Graduação – SIMPÓS; VII de Extensão Universitária - SEU E III de Ensino - SEn, Viçosa: Universidade Federal de Viçosa, 21 a 24 de outubro de 2009. 11
- [2] NAZARENO, J.S. *Um algoritmo de otimização avançado para o planejamento e estudo da operação de sistemas hidrotérmicos de potência*. Exame de Qualificação (Mestrado em Engenharia Elétrica). São Carlos, Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2004. 84p. 11,12,13,15,17,24
- [3] MME, Ministério de Minas e Energia. *BEN, Balanço Energético Nacional – 2003*, Disponível em: <http://www.mme.gov.br>.
- [4] ANEEL, Agência Nacional da Energia Elétrica, *Atlas da Energia Elétrica do Brasil/2002*, Brasília, DF 12
- [5] SOARES, S. *Planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos*. SBA - Controle e Automação, 1987. 1(2): p. 122-131. 14,17
- [6] PEREIRA, M. V. F. et al., *Modelos Computacionais para Planejamento e Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Grande Porte*, Revista SBA: Controle e Automação, vol.1, n°1, pp. 31 – 41. 14
- [7] ONS, Operador Nacional do Sistema. *Vazões Médias Mensais nos Aproveitamentos Hidroelétricos – Período 1931 a 1998*. Rio de Janeiro, RJ. 28
- [8] ONS, Operador Nacional do Sistema. *Procedimentos de Rede, Submódulo 18.2: Modelos computacionais*, 2001, Rio de Janeiro, RJ. p. 26. 28
- [9] ONS, Operador Nacional do Sistema. *Procedimentos de Rede, Submódulo 7.1: Planejamento da Operação Energética*. 2001, Rio de Janeiro, RJ. p.7. 18
- [10] MULLER, C. A., *Hidroelétricas, Meio Ambiente e Desenvolvimento*, MAKRON Books, São Paulo, 1995.
- [11] LYRA, C.; TAVARES, H.e SOARES S. F., *Modelling and optimization and optimization of hydrothermal generation scheduling*, IEEE transactions on Power Apparatus and System, 1984, vol. 103, pgs. 2126-2133. 22
- [12] MASUKAWA, F. T, CASTRO, M.A.A. *Estudo do comportamento operativo ótimo de sistemas hidrotérmicos de potencia*, 2008, Viçosa, MG. 15,16,23
- [13] SILVA, M.G.; PEREIRA, H.A.; CASTRO, M.A.A. *Utilização da função fmincon na otimização energética de sistemas hidrotérmicos em cascata: um estudo de caso simplificado*, 2011, Viçosa, MG 16,27
- [14] FORTUNATO, L.A.M, PEREIRA, M. V. F; NETO, T.A.A.; ALBUQUERQUE, J.C.R *Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica*. 1990, Niterói, Universidade Federal Fluminense, EDUFF, p 232. 14
- [15] FILHO, D.S. *Uma abordagem ao dimensionamento eletro-energetico de usinas hidroelétricas para o planejamento da expansão da geração*. Fevereiro 2002, São Carlos. 21
- [16] MACEIRA, M.E.P.; COSTA, A.P.C.; MARCATO A.L.M. *Programação dinâmica dual estocástica aplicada ao planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos com representação do processo estocástico de aflúências por modelos autoregressivos periódicos - NEWAVE - Especificação funcional*. 1999, CEPTEL - Centro de Pesquisa de Engenharia Elétrica: Rio de Janeiro, RJ 15

